IX kadencja

KANCELARIA SEJMU
Biuro Komisji Sejmowych

Komisja do Spraw Unii Europejskiej

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

■ **PODKOMISJI STAŁEJ DO SPRAW SPRAWIEDLIWEJ TRANSFORMACJI (NR 23)**

z dnia 29 listopada 2022 r.

Pełny zapis przebiegu posiedzenia

Komisji do Spraw Unii Europejskiej

– podkomisji stałej do spraw sprawiedliwej transformacji (nr 23)

29 listopada 2022 r.

Podkomisja stała do spraw sprawiedliwej transformacji, obradująca pod przewodnictwem posła **Krzysztofa Gadowskiego (KO)**, przewodniczącego podkomisji, zrealizowała następujący porządek dzienny:

– informacja na temat planów inwestycji w nowe moce wytwórcze na lata 2022–2036;

– informacja na temat zdolności wytwórczych zakontraktowanych na rynku mocy;

– informacja na temat planowanych działań rządu w zakresie realizacji inwestycji w nowe moce; rola środków unijnych.

W posiedzeniu udział wzięli: **Małgorzata Jarosińska-Jedynak** sekretarz stanu w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej wraz ze współpracownikami, **Adam Guibourgé-Czetwertyński** podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska wraz ze współpracownikami, **Michał Godlewski** dyrektor Departamentu Funduszy Europejskich i Instrumentów Rozwoju Ministerstwa Aktywów Państwowych, **Rafał Gawin** prezes Urzędu Regulacji Energetyki, **Tomasz Sikorski** wiceprezes zarządu Polskich Sieci Energetycznych SA ze współpracownikami, **Artur Grzegorek** analityk prawny Związku Przedsiębiorców i Pracodawców, **Aleksandra Gawlikowska-Fyk** dyrektorka programu „Elektroenergetyka" w fundacji Forum Energii, **Michał Hetmański** prezes zarządu fundacji Instrat, **Maciej Bando**, **Andrzej Domański**, **Grzegorz Onichimowski** eksperci Instytutu Obywatelskiego, **Anna Frączyk** prawniczka z fundacji ClientEarth Prawnicy na Ziemi.

W posiedzeniu udział wzięła pracownica Kancelarii Sejmu: **Agata Jackiewicz** – z sekretariatu Komisji w Biurze Spraw Międzynarodowych.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dzień dobry państwu. Witam serdecznie na kolejnym posiedzeniu podkomisji stałej do spraw sprawiedliwej transformacji. Chciałem serdecznie przywitać wśród nas panią Małgorzatę Jarosińską-Jedynak, sekretarz stanu w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej, wraz z pracownikami – jak zawsze mocno reprezentowanymi na naszej podkomisji. Witam serdecznie pana ministra Adama Czetwertyńskiego, podsekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, ze współpracownikami. Są wśród nas również pan Michał Godlewski, dyrektor Departamentu Funduszy Europejskich i Instrumentów Rozwoju. Szczególnie serdecznie witam prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, pana Rafała Gawina – pan prezes gości u nas po raz pierwszy. Ale mamy również przedstawicieli Polskich Sieci Elektroenergetycznych – serdecznie witam pana Tomasza Sikorskiego, wiceprezesa zarządu, oraz współpracownika, dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu, pana Marka Duka. Witam serdecznie byłego prezesa URE, dzisiaj eksperta Instytutu Obywatelskiego, pana Macieja Bando, łącznie z ekspertem panem Andrzejem Domańskim z Instytutu Obywatelskiego, panią Aleksandrę Gawlikowską-Fyk, fundacja

Forum Energii, oraz pozostałych, których nie wymieniłem. Cieszymy się, że państwo dzisiaj z nami jesteście.

Temat ważny dla energetyki, dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, powtarzany, powielany w różnych formach, z różnymi przymiotnikami. Z wielką troską podchodzimy do tematu związanego z nowymi mocami wytwórczymi i tymi, które będą likwidowane. W związku z powyższym na dzisiejszym posiedzeniu poświęcimy kilka tematów tej kwestii w prezentacji. Mamy dwie prezentacje: pierwszą prowadzoną przez prezesa URE, pana Rafała Gawina, w temacie: informacja na temat planów inwestycji w nowe moce wytwórcze na lata 2022–2036. Kolejna prezentacja to będzie informacja na temat zdolności wytwórczych zakontraktowanych na rynku mocy. To przedstawią nam Polskie Sieci Energetyczne. I temat jakby spięty w klamrę – przedstawiciele Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej oraz Ministerstwa Klimatu, państwo ministrowie w kwestii środków finansowych na realizację tych inwestycji: skąd, gdzie, jak i co możemy dzisiaj, jakiej wielkości środki na ten cel możemy uruchomić i na jakim etapie jesteśmy.

Dziękuję bardzo. Próbowaliśmy ogarnąć czasowo nasz temat z kilkoma osobami, z państwem ministrami, z którymi rozmawiałem, bo czas mamy napięty, i stwierdziliśmy, że w półtorej godziny powinniśmy temat ogarnąć. Jeśli będzie szybciej, to jeszcze lepiej, ale chyba nie chodzi nam o czas, tylko o informację, o to, w jaki sposób uda nam się zabezpieczyć bezpieczeństwo energetyczne Polski w okresach, które tu zostały poruszone, które będą poruszane w prezentacjach. I to niech nam przyświeca. Dziękuję bardzo.

Witam serdecznie oczywiście posłów, którzy są, i tych, którzy nas odwiedzają zdalnie. Witam serdecznie pana posła Nowaka, który wiernie toczy ścieżkami energetyki, zwłaszcza również tu na tej podkomisji.

Oddaję głos panu prezesowi. Proszę bardzo.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki Rafał Gawin:

Szanowny panie przewodniczący, wysoka podkomisjo, szanowni państwo, bardzo dziękuję.

Na dzisiejsze posiedzenie podkomisji przygotowaliśmy prezentację dotyczącą planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej w nowe moce wytwórcze w latach 2022–2036. To takie cykliczne badanie, które prowadzimy co dwa lata z mocy przepisów prawa. I to ostatnie badanie było prowadzone według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. Zaznaczam też tę informację dlatego, że musimy mieć wszyscy świadomość, że plany inwestycyjne mogły ulec zmianie, korekcie, w szczególności ze względu i na sytuację geopolityczną, i makroekonomiczną czy gospodarczą. Stąd też ta uwaga, że to są plany według stanu na dzień 31 grudnia 2021 r.

Prezentacja jest podzielona na dwie części. W pierwszej części przedstawię państwu informację na temat planów inwestycyjnych, natomiast w drugiej części dokonaliśmy też takiej analizy porównawczej pomiędzy dwoma informacjami, to znaczy tą informacją ostatnią, czyli na koniec roku 2021, oraz według stanu na koniec roku 2019, czyli krótko mówiąc, porównaliśmy dwa ostatnie badania.

Podkreślę również, że ta analiza zawiera informację, którą uzyskaliśmy od podmiotów, które posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, o sumarycznej mocy zainstalowanej 50 MW i więcej, czyli to są informacje pozyskane od przedsiębiorstw energetycznych. Jeżeli chodzi o plany inwestycyjne, to te plany czy zamierzenia inwestycyjne mogą mieć również podmioty, które nie posiadają koncesji na wytwarzanie – i tutaj takich planów nie uwzględniliśmy. To jest badanie, które, tak jak powiedziałem, wynika z ustawy – Prawo energetyczne.

Część pierwsza, czyli plany inwestycyjne na okres 2022–2036. Postaraliśmy się pokazać tę prezentację w formie graficznej, czyli bez tekstu, można powiedzieć, że po to, aby móc później łatwo… Jest to bardziej przystępna forma prezentacji. Jeżeli chodzi o aktualną sytuację dotyczącą istniejących jednostek wytwórczych w systemie, moc osiągalna tych jednostek według technologii paliwowych na koniec 2021 r. została przedstawiona właśnie na tym slajdzie. Po lewej stronie ta moc jest wyrażona właśnie w jednostkach mocy, po prawej stronie jest to wykres kołowy, który pokazuje udział procentowy poszczególnych technologii. Nie jest zaskoczeniem, że w krajowym systemie elektroenergetycznym dominujący udział posiadają technologie oparte o węgiel kamienny i węgiel

brunatny, z udziałem mniej więcej 8% czy troszeczkę ponad 8% gazu ziemnego, udziałem technologii wiatrowych ponad 7%, w technologiach wodnych to niecałe 6% i pozostałe technologie już w zasadzie nie przekraczają 2% w udziale mocy osiągalnej. To jest stan istniejący.

Jeżeli chodzi o stan przyszły, czyli bardziej nawet, jeżeli chodzi o kwestie wycofań, pokazaliśmy dwa scenariusze. To wynika z faktu, że jeden z wytwórców, jedna ze spółek przekazała nam informacje o wycofaniach w takich właśnie dwóch wersjach, dwóch wariantach. Pierwszy to scenariusz bazowy – nazwaliśmy go „wariant pesymistyczny", on zakłada utrzymanie dotychczas zabezpieczonego wsparcia przede wszystkim dla jednostek węglowych w ramach rynku mocy do 2025 r., czyli mówimy, że mamy taki stan aktualny oraz brak dalszego nasilenia polityki klimatycznej, czyli można powiedzieć, że to jest obecny stan prawny. W drugim scenariuszu, który nazwaliśmy „scenariuszem alternatywnym", czyli wariantem optymistycznym, założyliśmy – czy też ta spółka tak założyła – że przede wszystkim zostanie czy może być przedłożony system wsparcia dla źródeł węglowych, co też oznacza, że wycofywanie właśnie tych źródeł opartych o węgiel będzie uwarunkowane nie opłacalnością czy efektywnością ekonomiczną, tylko w większym stopniu zużyciem technologicznym. Tu zaznaczam, że wzięliśmy pod uwagę te dwa warianty, ale one dotyczą tylko jednej ze spółek i w tych dwóch wariantach pokażemy wycofania.

Jeżeli chodzi o nowe moce osiągalne – i to jest wartość inkrementalna, czyli to, co jest ponad, to nie jest cała moc w systemie – według stanu na koniec 2036 r. suma planowanych nowych mocy to ponad 22 GW. Jak państwo możecie zwrócić uwagę, przede wszystkim dominują tu trzy technologie: to jest gaz ziemny z udziałem blisko 45% w planach inwestycyjnych, technologie fotowoltaiczne – to mniej więcej udział 25% w tych planach inwestycyjnych czy też w tej mocy na koniec 2036 r. i technologie wiatrowe z dominującą technologią offshore. W tej części po lewej, na wykresie po lewej stronie tego slajdu pokazaliśmy oczywiście też wartości bezwzględne wyrażone w jednostkach mocy.

Pokusiliśmy się także o przeliczenie tych wartości wyrażonych właśnie w jednostkach mocy, w megawatach na moc dyspozycyjną, stosując współczynniki, które nazywany korekcyjnymi współczynnikami dyspozycyjności. Wiele z nich ma zastosowanie chociażby na rynku mocy. To jest już może tylko informacyjnie, w tabeli zestawione informacje, jakie współczynniki przyjęliśmy do korekty mocy osiągalnych po to, żeby uzyskać informacje o mocach dyspozycyjnych. Nie jest też zaskoczeniem, że w przypadku przede wszystkim jednostek cieplnych opartych o paliwa węglowodorowe te współczynniki dyspozycyjności są względnie wysokie. W przypadku pozostałych innych technologii, szczególnie opartych o odnawialne źródła energii, te współczynniki są niższe. Po zastosowaniu tych współczynników dyspozycyjności na tym slajdzie przedstawiliśmy informacje o mocach dyspozycyjnych i też myślę, że nie jest zaskoczeniem, że w zasadzie ta wartość niewiele się zmienia w przypadku jednostek gazowych, czyli to są właśnie jednostki cieplne oparte o paliwa węglowodorowe. W przypadku pozostałych OZE – może z pewnym wyjątkiem, jeżeli chodzi o jednostki wiatrowe offshore, których współczynnik dyspozycyjności jest względnie wysoki jak dla technologii OZE – te moce dyspozycyjne są dużo niższe niż moc zainstalowana czy moc osiągalna.

Na tym wykresie pokazaliśmy planowane moce zainstalowane, wynikające właśnie z planów inwestycyjnych w podziale na poszczególne lata. Jednocześnie pokusiliśmy się – może nie tyle pokusiliśmy się, ale jednocześnie przedstawiliśmy dodatkowo informacje, jaka część z tych mocy ma już zapewnione bądź to finansowanie inwestycji, bądź też dla których to mocy zostały już podpisane umowy o wykonawstwo. Więc jak widać, w pierwszej części tego okresu piętnastoletniego w zasadzie znajduje się większość mocy planowanych do realizacji, jeżeli chodzi oczywiście o te moce, dla których zabezpieczono finansowanie bądź też podpisano umowę o wykonawstwo. To są te moce, które w zasadzie są planowane do realizacji w kilku najbliższych latach. To też nie jest zaskoczeniem, ponieważ proces inwestycyjny charakteryzuje się tym, że rzeczywiście jego pierwsza faza ma bardziej charakter projektowy czy też jest związana z uzyskiwaniem różnych, nazwijmy to, pozwoleń, natomiast rzeczywiście ta ostateczna decyzja inwestycyjna pojawia się dopiero na którymś tam etapie całego procesu inwestycyjnego, stąd też

w przypadku tych mocy, które są planowane, czy też tych inwestycji, które są planowane w zasadzie, można powiedzieć, od 2027 r., tutaj rzeczywiście jeszcze tego finansowania w praktyce czy też większości umów o wykonawstwo jeszcze nie mamy. Nie jest to też – słowem komentarza – sytuacja specjalnie zaskakująca.

Jeżeli chodzi o moce wycofywane, tutaj mamy dwa scenariusze w zależności od tego, czy przede wszystkim rynek mocy funkcjonuje dla źródeł węglowych do 2025 r., czy też jakikolwiek inny mechanizm, który poprawia tę efektywność ekonomiczną, zostanie przedłużony po roku 2025. W tym pierwszym scenariuszu, czyli rynek mocy do 2025 r., jak widać, przede wszystkim z systemu będą wycofywane moce w technologiach węglowych. Przede wszystkim węgiel kamienny i węgiel brunatny. To jest największy udział. W jednostkach mocy to też są dosyć znaczne wielkości. Gdybyśmy spojrzeli na scenariusz drugi, to widać, że w wartościach bezwzględnych jest tu tych mocy jednak mniej, choć jeśli chodzi o całą strukturę, nie ma tu być może specjalnej różnicy. Natomiast myślę, że to, co będzie bardziej widoczne, to kolejny slajd – i to są przyczyny wycofań mocy. Tu, jak państwo widzicie, przyczyny, które dotyczą największej ilości mocy, która będzie wycofywana, to przede wszystkim brak efektywności ekonomicznej. To jest blisko 37% wszystkich mocy wycofywanych do roku 2036 bądź też zużycie techniczne – to około 47%.

Teraz w tym drugim scenariuszu, czyli wtedy kiedy mógłby być przedłużony mechanizm wsparcia dla jednostek węglowych, ta struktura istotnie się zmienia. Tak jak państwo widzicie, udział około 67% ma powód, który jest zdefiniowany jako zużycie techniczne, a jeżeli chodzi już o brak efektywności, to jest to znacznie, znacznie mniej. Widać więc, że brak wsparcia jest rzeczywiście dość istotną przyczyną do wycofania pewnej, znacznej części mocy wytwórczej w technologiach węglowych.

Na tym slajdzie pokazaliśmy zmianę struktury technologii paliwowej pomiędzy rokiem 2026 i 2036 według mocy osiągalnej. W tym przypadku akurat scenariusz pierwszy. W zasadzie jest to podsumowanie poprzednich slajdów, więc można powiedzieć, że widzimy dość spory ubytek mocy osiągalnej w węglu kamiennym, a przede wszystkim w węglu brunatnym. Jak państwo widzicie, jest tu spadek do bardzo niskiej wartości mocy osiągalnej. W drugą stronę to, co widać, i to, co rzeczywiście przyrasta, to jest przede wszystkim wiatr, przede wszystkim w offshore. Tak samo technologie słoneczne, fotowoltaiczne, jak również technologie w gazie ziemnym. Gdybyśmy to porównali do scenariusza drugiego, tu znowu przypomnę – to jest ten scenariusz, który zakłada, jakiś system wsparcia dla technologii węglowych – widać już tutaj pewną różnicę, szczególnie w technologiach węglowych, przede wszystkim w węglu brunatnym. Widzimy tu wartość na koniec roku 2036 – moc osiągalna to ponad 1700 MW. Przypomnę, że na poprzednim slajdzie była to wartość na poziomie 676 MW. Przechodząc do części drugiej – czyli do porównania dwóch badań, czyli na koniec 2021 i porównujemy to do badania poprzedniego, czyli na koniec 2019 r. – na tym slajdzie pokazaliśmy różnicę planowanej mocy osiągalnej, czyli różnicę w planach. Jeżeli chodzi o moc osiągalną jednostek wytwórczych według technologii paliwowej według stanu na koniec roku 2019 i roku 2021, jak widać w nowych planach, czyli tych ostatnich z 2025 r., pojawił się już gaz ziemny. To jest ta technologia, w której widać, że jest bardzo duży przyrost wartości. Również technologia fotowoltaiczna, w pewnym stopniu też wiatrowa. Natomiast te plany zostały ograniczone w zakresie węgla brunatnego czy też węgla kamiennego. Jeżeli chodzi o różnicę planowanej mocy dyspozycyjnej, czyli to jest tym współczynnikiem korekcyjnym, to tutaj znowu przeważającą technologią jest technologia gazowa. To są inwestycje, które pojawiły się w tym ostatnim planie, natomiast nie zmienia się to jakoś specjalnie w zakresie innych technologii. Tutaj również widzimy spadek zainteresowania inwestycjami w węgiel brunatny czy też w węgiel kamienny.

Informacją, która też może być interesująca, są koszty jednostkowe nowych inwestycji według technologii. Koszty jednostkowe w planach przekazanych przez przedsiębiorstwa, które zostały objęte badaniem, wzrosły. Pokazaliśmy je dla tych technologii, które dzisiaj są w obszarze zainteresowania inwestycyjnego. Jeżeli chodzi o technologie gazowe, to wzrost kosztów to jest blisko 41%, dla fotowoltaicznych 35%, natomiast dla technologii wiatrowych to aż ponad 70%. Tak nam zeznały badane przedsiębiorstwa.

Dwa ostatnie slajdy, czyli różnica planowanej mocy osiągalnej jednostek wycofywanych. Tu znowu w dwóch scenariuszach. Jak widać, jest to rzeczywiście istotny wzrost w węglu brunatnym, może z jakąś mniejszą korektą dla węgla kamiennego. To jest znowu porównanie tych dwóch badań. Jak również pewien wzrost w technologiach wiatrowych. To może akurat wynikać z bardziej aktualnej informacji dotyczącej wyeksploatowania tych jednostek wiatrowych, więc widać większą skłonność do wycofywania jednostek na węgiel brunatny w okresie do 2036 r. W przypadku scenariusza drugiego, czyli utrzymania systemu wsparcia, jak państwo widzicie, jest mniejsza skłonność do wycofywania przede wszystkim jednostek na węgiel brunatny, ale coś, co zwraca uwagę, to jest ta bardzo duża zmiana w przypadku węgla kamiennego. To też było widać na poprzednich slajdach. Jest to podyktowane tym, że te jednostki mogą jeszcze pracować, czyli one z punktu widzenia technologicznego są jeszcze zdolne do dłuższej pracy, natomiast w przypadku nieprzedłużenia systemu wsparcia kryterium przesądzającym o wycofywaniu jest brak efektywności ekonomicznej.

Szanowny panie przewodniczący, Wysoka Komisjo, to ostatni slajd. Oczywiście, jeżeli będą pytania, to postaram się na nie odpowiedzieć.

Bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję, panie prezesie.

Otwieram dyskusję w tym temacie. Proszę o zgłoszenia. Bardzo chętnie oddam głos. Pan poseł Nowak prosił. Jeśli ktoś z gości, to proszę bardzo. Bardzo chętnie podyskutujemy. Dziękuję. Proszę bardzo, panie pośle.

Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Panie prezesie, szanowni państwo, takie pytanie, bo mam wątpliwość, jak te wszystkie scenariusze i nowe moce zainstalowane mają się do całościowego zapotrzebowania na moc. Czy te nowe moce zainstalowane są częścią składową większego miksu, który obejmuje w ogóle funkcjonujące moce na rynku w roku 2036, czy też to, co pan prezentuje, to jest po prostu całość rynku mocowego w roku 2036? To jest pierwsze pytanie.

Drugie pytanie, rozumiem, że to jest fotografia tego, jaką w tej chwili Urząd Regulacji Energetyki ma wiedzę o potencjalnych inwestycjach, które będą na rynku mocowym, i tylko fotografia, a nie sugestie alternatywnych rozwiązań, które miałby URE. Tylko fotografia tego, co widzicie w zasięgu. Teraz pytanie, czy rok 2022 i 2023 nie zmienia czasami tendencji, bowiem jeśli to jest fotografia, jeśli to są inwestycje, które mają być inwestycjami na przykład w gaz, to pytanie, czy te firmy, które w tej chwili chcą zainwestować tak dużo w gaz, są firmami, które mają finansowanie tych projektów. Czy mamy tutaj pewność tego, że te projekty gazowe w momencie, w którym gaz też staje się wątpliwy w perspektywie 2050 r., są projektami rzeczywistymi do realizacji? Bowiem wiemy, że perspektywa neutralnej emisyjnie gospodarki w 2050 r. powoduje, że ten gaz będzie miał bardzo krótką żywotność. Ponadto ceny gazu, z którymi mamy w tej chwili do czynienia, mogą sprawę bardzo komplikować.

Po trzecie, pytanie o atom. Jeśli pan prezentuje, panie prezesie, to gdzie jest 2033 r. i gdzie tu jest atom? Dlaczego nie mamy atomu? Czyżby rząd nie przedstawił czy PGE – nie wiem, kto w tej chwili – spółka PGE EJ 1 nie zgłosiła jeszcze do URE tego, że będzie atom w 2033 r.? A nie widzimy go również w 2036 r. Czyli powstaje pytanie, kiedy tak naprawdę w pana fotografii ten atom zaistnieje.

Czwarte pytanie to jest wiatr. Czy ten wiatr jest z odblokowanym 10H, czy z zablokowanym 10H? Ta sugestia wiatru na lądzie.

Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Chciałem przypomnieć, że rzeczywiście pan prezes na początku sygnalizował, że to jest to, co udało się zebrać do 31 grudnia 2021 r., i ten obraz tak się kształtuje, bo wszystko, co się rodziło, rodziło się, panie pośle, w ciągu ostatnich kilku tygodni czy może miesiąca. Jeśli mówimy o atomie, to już jakieś konkretne decyzje. A wiatr cały czas jest sprawą otwartą, ale z drugiej strony przynajmniej na dzień dzisiejszy zamkniętą, bo 10H nie

ma w ustawie i nikt chyba tego nie próbuje bilansować i przedstawiać. Ale nie zabieram głosu i kompetencji pan prezesa URE. Zachęcam do dyskusji.

Dziękuję.

Prezes URE Rafał Gawin:

Bardzo dziękuję.

Szanowny panie przewodniczący, Wysoka Komisjo, po pierwsze, jest to rzeczywiście obrazek rynku – fotografia na dzień 31 grudnia 2021 r., przy czym te informacje zbieraliśmy do końca kwietnia tego roku. Tak wynika z ustawy. To znaczy, że do końca kwietnia przedsiębiorstwa, które zostały wymienione w ustawie – ja też to na jednym z pierwszych slajdów zaznaczałem – czyli przedsiębiorstwa posiadające koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, które posiadają jednostki wytwórcze o mocy 50 MW i więcej… Czyli, krótko mówiąc, jest to obrazek według stanu na dzień 31 grudnia, ale obrazek niepełny, ponieważ nie zawiera informacji o planach inwestycyjnych wszystkich tych przedsiębiorstw i podmiotów, czyli przedsiębiorstw energetycznych, które posiadają jednostki wytwórcze o mocy mniejszej niż 50 MW, jak również tych wszystkich innych podmiotów, które na przykład nie są przedsiębiorstwami energetycznymi. Dlatego jest to tylko pewien ograniczony obrazek. Tak zostało skonstruowane to badanie i tak możemy je przedstawiać. To jest w odpowiedzi na pytanie pierwsze.

Teraz czy te inwestycje, przede wszystkim źródła gazowe, mają prawo się wydarzyć. Tutaj wracam do informacji, że jest to stan na 31 grudnia, więc rozumiem, że ocena tych przedsiębiorstw, które nam sprawozdawały o swoich planach inwestycyjnych, to jest ocena według tamtego czasu, a nie według aktualnej sytuacji. Dlatego ja też zaznaczałem, że plany inwestycyjne nawet tych przedsiębiorstw, które badaliśmy, mogły się zmienić. Tak że to może być niestety nieaktualny obrazek ze względu na to, co się stało w gospodarce, i ze względu też na sytuację geopolityczną. Jeżeli chodzi o kwestie finansowania, to tutaj też przedstawialiśmy na jednym ze slajdów, jakie to moce, oczywiście bez rozróżnienia na technologie, a tym bardziej na przedsiębiorstwa. To jest znowu taka informacja, której zapewne nie moglibyśmy publicznie przedstawić ze względu na tajemnicę przedsiębiorstw, ale sumarycznie pokazaliśmy, jaka część z tych mocy właśnie na najbliższe lata ma zapewnione finansowanie bądź podpisane umowy na wykonawstwo. Umowa na wykonawstwo jest zwykle podpisywana wtedy, gdy to finansowanie jest zabezpieczone.

Odpowiadając na pytanie, gdzie jest atom, to zwracam uwagę – zresztą pan poseł to też sam powiedział – spółka Polskie Elektrownie Jądrowe nie jest przedsiębiorstwem energetycznym, to znaczy nie jest to przedsiębiorstwo, które jest zobowiązane do sprawozdawania w zakresie planów inwestycyjnych, stąd też tej informacji tutaj nie ma. Było też tak w poprzednich badaniach, być może nie poprzednim, ale jeszcze wcześniejszych, że takie informacje w tych sprawozdaniach czy też w tych badaniach, które prowadziliśmy, się pojawiały, ale wówczas też trzeba przypomnieć, że ten projekt elektrowni jądrowych był realizowany w ramach grup kapitałowych, w których są przedsiębiorstwa, które były zobowiązane do sprawozdawania. Dzisiaj ta sytuacja podmiotowa wygląda inaczej, stad też zapewne tych informacji tutaj nie ma.

Jeżeli chodzi o wiatr, czy jest tu uwzględniona reguła 10H, czy też nie, to odpowiem w ten sposób: zakładam, że przedsiębiorstwa sprawozdając do nas informacje o swoich planach inwestycyjnych, brały pod uwagę wówczas aktualny stan prawny. Myślę, że on jest odzwierciedlony i tu znowu wracam do informacji przedstawionych na slajdach. Jeżeli chodzi o energetykę wiatrową, to można powiedzieć, że gros mocy planowanych do inwestycji dotyczy jednak wiatru na morzu, w technologii offshore, stąd też prawdopodobnie z racji, że ta wielkość dotycząca technologii wiatrowych offshore lądowych jest niewielka, ona raczej dotyczy tych projektów, które jeszcze gdzieś tam na rynku – jeśli tak mogę powiedzieć – funkcjonują czy też istnieją, ale widać, że ona relatywnie jest bardzo niewielka w stosunku do całych planów inwestycyjnych dotyczących technologii wiatrowej.

Bardzo dziękuję.

Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Przepraszam, tak uzupełniająco, jak by wyglądał w takim razie miks w 2036 r., gdybyśmy przyjęli za dobrą monetę to, co jest? Jak by taki miks wyglądał?

Prezes URE Rafał Gawin:

Odpowiadając na pytanie, rzeczywiście, panie pośle, nie przedstawiliśmy takiego wykresu, który by pokazywał ten miks, ale jeżeli jest taka potrzeba, to taką informację przygotujemy i prześlemy.

Bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo.

To ważna część, to jest jakby podsumowanie tego, co się planuje. Rozumiem, że to są świeże, ciepłe dokumenty, o których pan prezes mówił, że spływały. Dopiero państwo je opracujecie. Bardzo byśmy prosili o prognozę tego miksu, który w świetle materiałów, które firmy przedstawiły, się pojawi. Pamiętajmy też o tym, że to nie jest tak, że firmy energetyczne, składając dokumenty na dzień 31 grudnia 2021 r., nie opierały się o przyjęte strategie, o plany operacyjne, te krótsze, które realizują w roku 2022, i myślą też o tym, co w roku 2023. W ciągu miesiąca czy roku nie zrealizuje się tych potężnych zadań, tylko to się ciągnie w określonym czasie – kilku lat. Warto o tym pamiętać.

Pan minister, bardzo proszę.

Podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Adam Guibourgé-Czetwertyński:

Dzień dobry, panie przewodniczący.

Wysoka Komisjo, w tej kwestii chciałem tylko uzupełnić i podkreślić jedną rzecz, która padła właściwie w toku tej dyskusji, ale jest istotna moim zdaniem w kontekście pytania o miks energetyczny. Trzeba patrzeć na to ćwiczenie, które prezes URE tutaj przedstawił, jako w pewnym sensie konserwatywne założenie w niektórych obszarach, a megakonserwatywne założenie w innych obszarach. Dlaczego? Dlatego, że jeżeli na przykład bierzemy fotowoltaikę, to ogromna większość projektów to są – strzelam, ale pewnie jakieś 80% w tej chwili – gospodarstwa domowe. I one nie raportują do prezesa URE swoich planów inwestycyjnych. Dlatego więc w liczbach fotowoltaika jest taka mała. Patrząc też na offshore, zapamiętałem, że tu jest liczba 5,2. My wiemy, że jest 5,9 projektów do 2030 r. Różnica wynika pewnie z tego, że są jakieś dwa małe projekty, które są robione przez przedsiębiorstwa, które nie są dzisiaj przedsiębiorstwami wytwarzającymi energię w Polsce – i pewnie dlatego nie raportują tych liczb. W jakimś sensie więc w obszarze OZE w szczególności, w obszarze energetyki jądrowej ten plan projektów, który jest widoczny w URE, jest bardzo konserwatywny, a z kolei ze względu na to, co też pan prezes podkreślił, być może jeżeli chodzi o gaz, to jest bliżej rzeczywistości, bo tam większość przedsiębiorców, którzy rozważają takie inwestycje, to są przedsiębiorstwa, które dzisiaj mają koncesje. Natomiast to są też częściowo przedsiębiorstwa przemysłowe, które nie mają koncesji. Część więc tych projektów umyka. Z drugiej strony zmiany geopolityczne powodują w tych firmach rewizję tych założeń. Tak że podsumowując, moim zdaniem należy patrzeć na to jak na pewne konserwatywne założenie, jeśli chodzi o strumień projektów, który się może pojawić w najbliższych latach, natomiast na podstawie tego strumienia projektów wysnucie jakiegoś miksu energetycznego moim zdaniem jest obarczone tak dużą ilością niedoszacowań, że wynik takiego miksu będzie mocno odbiegający od tego, co można się domyślać. Myślę, że prognozę dużo bliżej rzeczywistości podaliśmy w informacji, którą przygotowaliśmy jako resort, więc jeżeli podkomisja potrzebuje takich danych, to one są w materiale, który wysłaliśmy. Oczywiście też to są pewne szacunki, w przybliżeniu, ale w szczególności właśnie w zakresie OZE staraliśmy się uwzględnić te trendy, które widać w zakresie gospodarstw domowych.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Pan prezes Bando, proszę bardzo.

Ekspert Instytutu Obywatelskiego Maciej Bando:

Dziękuję bardzo.

Mam dwa pytania i bardzo się cieszę, że pan minister już się włączył do rozmowy, bo na pierwsze pytanie prawdopodobnie odpowiedź jest bardziej w gestii pana ministra. Otóż przedstawiając prezentację, pan prezes Gawin zwrócił uwagę na istotny warunek, istotne założenie związane z funkcjonowaniem rynku mocy. Jak wiemy, jeżeli chodzi o funkcjonowanie rynku mocy – graniczna data to jest 2025 r. Czy dzisiaj możemy się pokusić o próbę jakiejś analizy, czy istnieją szanse na to, aby funkcjonowanie rynku mocy w dłuższej perspektywie czasu dla jednostek opartych o paliwa kopalne było możliwe i czy jeżeli tak, to czy toczą się w ogóle takie rozmowy? A jeżeli tak, to o jakim horyzoncie czasowym możemy mówić? To jest pierwsze pytanie.

A drugie pytanie już bez wątpliwości do pana prezesa Gawina. Mianowicie nawet w oparciu o wiedzę, która jest zgromadzona w URE, jak i te prezentacje, które przed chwilą widzieliśmy, można się pokusić o zbudowanie miksu energetycznego dla polskiej gospodarki na najbliższe lata. Istotny udział, istotny wzrost generacji opartej o węgiel powoduje, czy może spowodować dramatyczny wzrost cen energii elektrycznej… Gaz, tak. Czy URE prowadzi w tej chwili w oparciu o swoje zasoby analityczne jakieś badania, jakieś symulacje co do wpływu prezentowanych planów na ceny energii elektrycznej w nadchodzących latach? I tu przede wszystkim myślę o tych najbliższych pięciu latach, a nie o tej dalszej perspektywie.

Dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo, panie prezesie.

Jeszcze takie pytanie, bo rzeczywiście te dwa warianty, które pan wprowadził w swojej analizie, wynikają z tego, jak pan wspomniał, że jedna ze spółek energetycznych przedstawiła dwuwariantowość, że w krótszym okresie czasu są szybciej… czy w tym okresie czasu będą prawdopodobnie likwidować swoje moce węglowe. To wynikało z braku ekonomicznego tego przedsięwzięcia. Rozumiem, że to nie jest tajemnica, jaka spółka to przedstawiała, wszyscy się domyślamy. Natomiast mam pytanie do pana ministra, bo rzeczywiście to, o co pan prezes Bando pyta – czy rząd pracuje i przygotowuje przedłużenie rynku mocy? Bo, jak słyszymy, jednostki węglowe w jakimś czasie czy choćby w tej rezerwie mocy – i to wszyscy podnoszą, wszystkie opcje polityczne, że można by zachować i przedłużyć – potrzebują jakiegoś wsparcia i to nie tylko z rynku mocy. Ale przede wszystkim z rynku mocy, bo trzeba je w jakiś sposób modernizować. Dziękuję.

Oddaję głos. Pan prezes.

Prezes URE Rafał Gawin:

Ja może rzeczywiście krótko się odniosę. To znaczy my takich analiz nie prowadzimy, bo w zasadzie prowadzenie takich analiz wymagałoby, po pierwsze, zaprojektowania w jakiejś dłuższej perspektywie takiego miksu energetycznego, to znaczy miksu technologicznego, tak odpowiem, co może akurat byłoby rzeczywiście mniej trudne, gdyby były informacje o planach inwestycyjnych. Choć jeszcze raz zaznaczę, zresztą pan minister też to podkreślał, że to nasze badanie daje obraz tylko pewnego fragmentu rynku. To znaczy ono angażuje tylko wybrane podmioty i pokazuje, jaka jest ich polityka w zakresie inwestycji w nowe moce wytwórcze i tak samo w wycofywanie tych mocy wytwórczych, więc w zasadzie na podstawie tej informacji można raczej wysnuć wniosek, czy ta grupa przedsiębiorstw będzie utrzymywała moce, czy też, powiedzmy, netto czy per saldo zwiększy moce. Można rzeczywiście przeliczać te moce na moce dyspozycyjne, ale to jest tylko jakiś fragment rynku. Więc tutaj takie analizy dotyczące cen wymagałyby jednak zbudowania całego obrazu rynku. To jest po pierwsze.

Po drugie, znając już ten miks technologiczny, trzeba by było też przyjąć różne wariantowe ścieżki kosztowe, jeśli tak mogę się wyrazić, w szczególności pewnie dla tych technologii węglowodorowych, więc jest to dosyć skomplikowane zadanie. Ja też nie ukrywam, że w ramach URE takiej analityki nie prowadzimy.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo.

Panie ministrze, bardzo proszę.

Podsekretarz stanu w MKiŚ Adam Guibourgé-Czetwertyński:

Dziękuję bardzo.

To właściwie też są zagadnienia, do których się odnieśliśmy w jakiś sposób w naszym materiale, ale antycypując to, powiem w tym zakresie, najpierw może jeżeli chodzi o kwestię rynku mocy: jeżeli chodzi o aspekt formalny, to ostatnią aukcję będziemy mieli w 2025 r. z dostawami na 2030 r. Zgodnie z ustawą przegląd musimy zrobić w 2024 r., więc na pewno w przyszłym roku będziemy się przygotowywać do tego. Ale oczywiście o tym myślimy. Nawiązując do tego, co jest w tym materiale, przygotowując aktualizacje polityki energetycznej, widzimy też mocne przyspieszenie inwestycji w OZE do 2030 r. w porównaniu z tym, co zakładaliśmy dotychczas. Widzimy też ograniczenie roli gazu w stosunku do tego, co zakładaliśmy dotychczas. Cały czas jest potrzeba tego gazu, ale mniejsza. W związku z tym rola też naszych bloków jest trochę inna. To znaczy one są w większym stopniu rezerwą, a w mniejszym stopniu mają pracować w podstawie. Oczywiście to też trochę zmienia ekonomikę, zasady funkcjonowania czy potencjalną rentowność tych bloków. Trochę też to może zmieniać pod kątem regulacji unijnych i tego, w jakim stopniu one ograniczają możliwości funkcjonowania tych bloków po 2025 r. w rynku mocy.

Natomiast abstrahując od tego, jakie są regulacje unijne, jest jasne, że musimy być w stanie dostarczyć moc, która jest potrzebna w systemie, wystarczająca dla gospodarstw domowych i dla przedsiębiorców. Będziemy mogli pozwolić sobie na nieużywanie istniejących bloków czy mniejsze używanie, jeżeli powstaną odpowiednie moce w zastępstwie.

Jeśli chodzi o kwestię cen gazu, to tak jak powiedziałem, kontekst geopolityczny wpływa na ocenę planów inwestycyjnych przedsiębiorstw, ale też wpływa na naszą perspektywę strategiczną i z powodów nie tylko cenowych, ale strategicznych – uniezależnienia jak najszybciej Polski od importu paliw kopalnych rosyjskich i licząc się też z ograniczonym dostępem do gazu ziemnego w Europie, jeżeli cała Europa będzie rezygnowała z dostaw ze Wschodu – to oczywiście skłania nas to do tego, żeby zredukować rolę gazu w okresie przejściowym. A to, że większa ilość bloków gazowych wpływa na cenę, to zależy też oczywiście od ewolucji cen gazu w dłuższym horyzoncie czasowym. Nie mam szklanej kuli, nawet jeżeli będziemy chcieli to ograniczać, to też będzie to miało oczywiście wpływ. Natomiast druga rzecz, która jest istotna, to jest to, że w obecnym systemie, z marginalną ceną zamykającą system, tak naprawdę ta ilość bloków gazowych, to znaczy do pewnego stopnia – ona nie musi się przełożyć jeden do jednego na podniesienie cen, jeżeli te wszystkie bloki gazowe są potrzebne w jednym momencie, kiedy i tak one są potrzebne, to nie wpływa to na cenę. Bo to znaczy, że tylko w tych godzinach, kiedy one są potrzebne, ta cena jest wysoka, odzwierciedla potrzeby gazu w miksie, a w pozostałych godzinach ona jest niższa. To znaczy chodzi mi o to, że jeżeli ten gaz i tak spełnia rolę uzupełniającą do OZE, to ta wysoka cena z powodu funkcjonowania rynku występuje tylko w momentach niedoboru. Więc ten wpływ ilości generacji gazu, jeżeli i tak będziemy w ograniczonym zakresie generować energię elektryczną z gazu, to będzie ograniczony wpływ na cenę energii elektrycznej.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję, panie ministrze.

Proszę bardzo, panie prezesie.

Ekspert Instytutu Obywatelskiego Maciej Bando:

Panie ministrze, to jest bardzo dobra informacja, że ministerstwo uruchomiło proces aktualizacji polityki energetycznej. Ja się bardzo z tego cieszę. Ale czy mamy też rozumieć, że dane wyjściowe do tych prac mogą być, powiedzmy, trochę aktualniejsze niż te dane, które prezentował pan prezes Gawin?

Podsekretarz stanu w MKiŚ Adam Guibourgé-Czetwertyński:

Tak. To znaczy jeżeli chodzi o to, czy uwzględnimy na przykład gospodarstwa domowe – to tak, oczywiście, że uwzględnimy. Patrzymy nie tylko na to, co zgłaszają, czy dane, które mamy od prezesa URE, ale też na dane, które widzimy w naszych systemach aukcyjnych, dane, które widzimy dzięki programom wsparcia w NFOŚ i na podstawie tych danych staramy się prognozować ewolucję rynku. Te dane podaliśmy akurat w tej

informacji, ale patrząc na obecne działania, czyli tylko te rzeczy, które są już zakontraktowane w aukcjach, widzimy, że do 2030 r. będziemy mieli co najmniej 34 GW OZE w systemie. Nie pamiętam dokładnie, ile wychodziło z tych danych zaraportowanych do URE, ale tylko kilkanaście było widocznych. Cała ta fotowoltaika jest praktycznie niewidoczna. Ale antycypujemy, że to może być więcej, nawet blisko 50 GW do 2030 r. z samego OZE.

Ekspert Instytutu Obywatelskiego Maciej Bando:

Jaki deadline ministerstwo sobie postawiło na publikację?

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Przepraszam bardzo, bo nie chcę przerywać i proszę o odpowiedź, panie ministrze, ale pamiętajmy o tym, że pan minister ma swój czas w dzisiejszym posiedzeniu i tam wiele informacji jest zawartych, w tym jego przesłaniu. Rozumiem, że staramy się wyprzedzać myślami to, co nas interesuje. Zachowajmy jeszcze trochę cierpliwości, bo tych tematów, które uzupełnią tę informację, będzie więcej.

Proszę bardzo, panie ministrze.

Podsekretarz stanu w MKiŚ Adam Guibourgé-Czetwertyński:

Znowu, formalny termin, jaki mamy na aktualizację, to jest przyszły rok, natomiast już pracujemy nad tym, więc chcemy już w najbliższym czasie przygotować pierwszy projekt. Chciałbym, żeby to była kwestia paru miesięcy raczej niż roku na przygotowanie pierwszego projektu tej aktualizacji.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Ciekawość mnie już pożera, bo to parę miesięcy. Czy to znaczy, że ten dokument zobaczymy przed wyborami, czy po wyborach? Bo tak się nasuwa.

Podsekretarz stanu w MKiŚ Adam Guibourgé-Czetwertyński:

To oczywiście nie jest łatwe ćwiczenie, więc nie chcę się zadeklarować na sto procent, ale tak jak mówię, naszym celem jest, żeby przygotować pierwszy scenariusz w ciągu najbliższych miesięcy, może nawet tygodni. Natomiast myślę, że pełniejsza aktualizacja, zgodna z ustawą, to jest pewnie dłuższa perspektywa, ale mam nadzieję, że uda się przygotować już przynajmniej roboczy scenariusz w ciągu paru miesięcy.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję serdecznie, panie ministrze, za te wyczerpujące wypowiedzi.

Proszę państwa, dalej w ciągu tematycznym związanym z rynkiem mocy proszę o prezentację informacji na temat zdolności wytwórczych zakontraktowanych na rynku mocy. PSE – pan prezes zrobi jakiś wstęp?

Wiceprezes zarządu Polskich Sieci Energetycznych SA Tomasz Sikorski:

Ja po prezentacji.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo.

Panie dyrektorze, to prosimy. Przechodzimy do tematu.

Zastępca dyrektora Departamentu Rozwoju Systemu Polskich Sieci Energetycznych SA Marek Duk:

Dzień dobry.

Szanowni państwo, mamy bardzo…

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Bliżej mikrofonu, to nam będzie łatwiej słyszeć, co pan mówi.

Zastępca dyrektora departamentu PSE SA Marek Duk:

Dzień dobry. Mam nadzieję, że teraz już mnie słychać.

Mamy krótką prezentację na temat mocy zakontraktowanych w ramach rynku mocy. Jak państwo oczywiście wiedzą, polski rynek mocy funkcjonuje od 2018 r., jest jednym z kilku mechanizmów mocowych rynku mocy, które obowiązują w Europie, i jednym z pierwszych, natomiast coraz częściej słyszymy od naszych sąsiadów, że rynek mocy

byłby też pożądany w innych krajach, chociażby Czechy, Słowacja, Litwa. To są te kraje, które myślą na temat wprowadzenia rynku mocy. Taką pewną ciekawostką jest, że jesteśmy z naszymi współpracującymi operatorami europejskimi w procesie opracowywania europejskiej oceny wystarczalności generacji i z tej europejskiej oceny wystarczalności generacji, która jest opracowywana w tym roku – te wyniki będą niedługo opublikowane – wychodzi, że Europa w ciągu najbliższych dziesięciu lat, czy UE, wycofuje około 60 GW mocy sterowalnych w węglu brunatnym, w węglu kamiennym. Te moce są tylko częściowo odtwarzane mocami gazowymi i jednostkami redukcji zapotrzebowania, więc widzimy jako operatorzy na poziomie europejskim coraz większą potrzebę tego, żeby mechanizmy podobne do polskiego rynku mocy czy przedłużenie polskiego rynku, tak jak w naszym przypadku, miało miejsce w przyszłości. Tak że wydaje mi się, że to jest bardzo ważna uwaga na samym początku, że te mechanizmy wobec tego, co się dzieje, wydają się niezbędne i potrzeby wprowadzenia takich mechanizmów czy kontynuowania takich mechanizmów wychodzą w analizach, które są prowadzone przez operatorów na podstawie regulacji także unijnych. Mamy więc nadzieję, że te analizy, które zostaną opublikowane, rozpoczną tę dyskusję właśnie na temat przedłużania i wprowadzania nowych mechanizmów mocowych.

Wracając do mechanizmu mocowego czy rynku mocy w Polsce, jesteśmy aktualnie po sześciu aukcjach głównych i dwunastu aukcjach dodatkowych. Pełną kontraktację, tak jak widać na tym wykresie, mamy do końca roku 2023, tam gdzie kończy się na wykresie podział na kwartały. Od roku 2024 do roku 2026 mieliśmy przeprowadzone tylko aukcje główne. W tych latach wcześniejszych były już i aukcje główne roczne, i aukcje dodatkowe – kwartalne. W okresie po roku 2027 aukcji jeszcze nie było. Najbliższa aukcja 15 grudnia, właśnie na rok dostaw 2027. To, co widać na tym wykresie i co jest istotne, to to, że tej mocy i tych umów zawieranych w rynku mocy jest bardzo dużo. W tej chwili do tej pory zawarliśmy 998 umów na nominalną wartość ponad 66 mld zł. Nominalna, dlatego że te obowiązki mocowe i ceny obowiązków mocowych będą jeszcze waloryzowane wskaźnikiem inflacji, tak że te koszty rynku mocy wynikającej już z zawartych umów mocowych na pewno będą wyższe w związku z waloryzacją właśnie obowiązków mocowych dla umów wieloletnich. Widać na tym wykresie, że w pierwszych latach w bardzo dużym stopniu wspieraliśmy czy utrzymywaliśmy jednostki istniejące. To jest ta część granatowa na dole. To się zmieniło w momencie, kiedy weszły regulacje unijne dotyczące limitu emisji 550. Od roku 2025 widać, że na tych aukcjach ilość mocy kontraktowanej jest mniejsza, ilość mocy kontraktowanej w jednostkach istniejących jest mniejsza. To, co mamy od roku 2025, rok 2026 – to już są moce gazowe albo wodne w dużym stopniu, więc te jednostki węglowe były kontraktowane do połowy 2025 r. Tutaj w wynikach aukcji widać tak naprawdę do końca 2023 r. ich bardzo istotny udział.

Co jeszcze obserwujemy, patrząc na te wyniki aukcji, to jest ta część czerwona, czyli że w pierwszym okresie rynek mocy od 2021 r. pozwolił na sfinansowanie i pokrycie kosztów bardzo dużej liczby modernizacji, co też pozwoliło nam – i to były modernizacje, które dotyczyły również jednostek węglowych – na poprawę stanu funkcjonowania tego majątku wytwórczego, który mamy w kraju. Mamy więc nadzieję, że to również wydłużyło ten czas, w którym te jednostki będą mogły pracować. I to jest drugi element.

Trzeci element, na który warto tu zwrócić uwagę, to jest ta szara część. Jeden z celów rynku mocy, czyli budowa, finansowanie nowych źródeł wytwórczych – w pierwszych latach tych jednostek było stosunkowo mało, natomiast tak jak widzimy, od 2026 r. mamy już skok tych jednostek i jest ich już trochę więcej. W późniejszych latach wolumen mocy kontraktowanych w nowych jednostkach jest większy. Oczywiście w większości są to jednostki gazowe. Co widzimy jeszcze właśnie w tych latach późniejszych dostaw, ceny na rynku mocy kształtowały się już dosyć wysoko. Osiągaliśmy ceny rzędu 400 zł za KW za rok, czyli zdecydowanie możemy potwierdzić, że rynek mocy daje sygnały cenowe do inwestycji, więc jest na pewno impuls, z którego warto skorzystać przy inwestycjach.

Kolejna rzecz, którą można odczytać z tego wykresu, to jest redukcja zapotrzebowania. Część niebieska na górze. Na pewno rynek mocy bardzo mocno wyzwolił potencjał redukcji zapotrzebowania. Na rok 2026 mamy zakontraktowane ponad 1,5 GW reduk-

cji zapotrzebowania. W tej chwili mamy na rynku mocy około 800 MW w samych jednostkach redukcji zapotrzebowania, a przy okazji okresów zagrożenia, które mieliśmy 23 września, widzieliśmy efekt tych jednostek między innymi redukcji zapotrzebowania też na dobrych kilkaset MW. Zdecydowanie było to wspieranie systemu elektroenergetycznego w okresie zagrożenia.

Następna rzecz, już ostatnia z tego slajdu, to jest żółty mały prostokąt, który widać na szczycie roku 2026. Po raz pierwszy zakontraktowaliśmy moce zagraniczne, to jest 350 MW zakontraktowane w Szwecji. To jest taki nowy element. W tym roku również były już aukcje wstępne. W tym roku również w aukcji głównej na rok 2027 będą występowały jednostki zagraniczne, tak że prawdopodobnie też zostaną zakontraktowane jednostki zagraniczne na rok 2027 i pewnie na lata kolejne.

Jeżeli chodzi o dane bardziej szczegółowe, tutaj w zasadzie to są te same dane, tylko zestawione w takiej samej formie, żeby łatwiej było odczytywać. Co najbardziej istotne, to są chyba właśnie te wolumeny nowych mocy. W roku 2021 zebraliśmy 4 GW jednostek nowych, czyli tak naprawdę pomogliśmy sfinansować wszystkie jednostki, które były wtedy planowane. Potem mieliśmy chwilę z mniejszymi wolumenami, potem mieliśmy rok 2024, gdzie weszły między innymi dwie elektrownie gazowe w dolnej Odrze, prawie 1400 MW. Rok 2025 – prawie 5 MW, to jest wartość drobna, ale każdy megawat się liczy. I w roku 2026 znowu mieliśmy odbicie ponad 2 GW sfinansowane w ramach rynku mocy za te ceny sięgające właśnie okolicy 400 zł, co pokazuje, że te sygnały inwestycyjne są i można z nich korzystać. Jedna uwaga tylko do tych wielkości, które prezentuję – tutaj i z wykresu, i z tabelki jest już usunięty blok elektrowni węglowej w Ostrołęce C, bo ta umowa na podstawie ustawy została rozwiązana, więc mamy już czyste dane, takie, jaki mamy aktualny stan.

Na dole aukcje kwartalne. Tam te wolumeny są już mniejsze, one są mniej istotne dla takiego rozumienia utrzymania bezpieczeństwa w perspektywie długoterminowej. One nie zapewniają już bezpieczeństwa dostaw i budowy nowych jednostek, które będą funkcjonowały lata – one uzupełniają te braki kwartalne. Pozwalają się dodatkowo kontraktować jednostkom redukcji zapotrzebowania, co zresztą też widać od 50–90 MW w roku 2021 na 350 MW w roku 2023 tych jednostek redukcji zapotrzebowania. To też na pewno jest coś, na co warto zwrócić uwagę. Jednostki zagraniczne w aukcjach dodatkowych jeszcze nie startowały. Prawdopodobnie uda się to zrobić tak, żeby w aukcjach dodatkowych na rok 2025 jednostki zagraniczne wzięły udział w aukcjach. Zmierzamy też do tego, żeby rozszerzyć strefę profilu synchronicznego. Aktualnie zagraniczną strefę profilu synchronicznego mamy obejmującą Czechy, Słowację i fragment systemu niemieckiego. Prowadzimy aktualnie rozmowy z operatorami niemieckimi pozostałymi w zakresie rozszerzenia tej strefy profilu synchronicznego na pozostałych operatorów niemieckich. To są plany i to, co jest przed nami. Wydaje się, że tutaj trudno powiedzieć coś więcej. Każdy, kto chce budować nową jednostkę, każdy, kto chce przyjść do rynku mocy z portfelem jednostek redukcji zapotrzebowania, może to zrobić, może wystartować w rynku mocy i z powodzeniem startuje.

To tyle z mojej strony. Bardzo dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękujemy serdecznie.

Wydawałoby się, że tylko dwa slajdy, ale jakie mocne ładunkowo i ile dostarczające informacji. Na pewno tu za chwilę jeszcze będzie do tego grad pytań.

Pan prezes prosił o głos. Proszę bardzo, panie prezesie.

Wiceprezes zarządu PSE SA Tadeusz Sikorski:

Dziękuję bardzo, szanowny panie przewodniczący.

Wysoka Komisjo, szanowni państwo, chciałbym uzupełnić tę informację o drugi filar naszego systemu, czyli może zainstalowanie źródeł odnawialnych. Jednak zanim do tego przejdę, chciałbym jeszcze na chwilę wrócić do kwestii wystarczalności generacji. Faktycznie ona staje się w tej chwili problemem całej Europy, całej UE, i o ile jeszcze dwa, trzy lata temu faktycznie analizy pokazywały, że są dwa kraje, które mają rezerwowanie w generacji konwencjonalnej na poziomie zbliżonym do zapotrzebowania – to były Pol-

ska i Francja, tak teraz wiemy, że we Francji występują określone przejściowe problemy. My jesteśmy ciągle na tej granicy możliwości pokrycia zapotrzebowania, w innych krajach ta sytuacja się jeszcze bardziej pogorszyła czy pogłębiła ten niedostatek. Ryzyko regulacyjne, które wynika z interwencji, jaka została dokonana na rynku energii elektrycznej, stworzy zapewne jeszcze większą awersję do inwestycji i do stabilności czy pewności odzyskiwania środków zainwestowanych w generację. W związku z tym należy się spodziewać, że będą w tej chwili prowadzone intensywne prace nad wdrożeniem mechanizmów, które długoterminowo zapewnią rozwój generacji, czy to stabilnej, czy innych mechanizmów, umożliwią pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w poszczególnych krajach. Tutaj wydaje się, że warto zadbać o to, żeby te mechanizmy gwarantowały możliwość pokrywania czy to w obszarach, czy w poszczególnych krajach mocy, a nie opierały się na źródłach, które będą taką gwarancją. To jest taka uwaga generalna.

Przechodząc do tego drugiego filaru, chciałem przytoczyć kilka liczb, a następnie poruszyć kwestię zgodnie z tematyką, jaką zajmuje się podkomisja, czyli sprawiedliwej czy zrównoważonej transformacji, ponieważ wydaje się, że to jest ten moment, kiedy powinniśmy brać to bardzo silnie pod uwagę. Jak pewnie wszyscy wiemy, obecnie mamy około 20 GW zainstalowanych w źródłach OZE, to jest ponad 11 GW w PV, z czego 8,5 GW u prosumentów, i ponad 9 GW w farmach wiatrowych lądowych. Wydane warunki przyłączenia i podpisane umowy przesyłania, czyli wszystko to, co ma zagwarantowany dostęp do sieci, to jest ponad 31 GW dodatkowych mocy. Łącznie mamy w tej chwili funkcjonujący i zaplanowany do funkcjonowania, ponieważ wszystko jest w gestii inwestorów, ponad drugi system elektroenergetyczny w OZE, to jest ponad 50 GW w źródłach odnawialnych. Farmy lądowe to jest ponad 15 GW, farmy morskie to jest ponad 8 GW i jeszcze 2 GW czekające w ustawie, fotowoltaika to jest ponad 27 GW. Jak to wszystko przeliczymy na energię elektryczną, to dałoby nam, jeżeli się rozbuduje, udział w pokryciu zapotrzebowania przekraczający 50%. To jest bardzo ambitny cel i to jest z drugiej strony wielkość, która lokuje nas w czołówce krajów, które dokonują w tej chwili transformacji.

Z tym oczywiście wiążą się określone i bardzo istotne wyzwania. Podzieliłem je na trzy części. Po pierwsze, to jest aspekt przesyłu mocy, aspekt wystarczalności mocy dla potrzeb rezerwowania, który jest tu dzisiaj istotnie dyskutowany, oraz aspekt warunków technicznych funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Jeżeli chodzi sieci przesyłowe, to też już jest informacją publiczną, że potrzebujemy bardzo istotnych inwestycji w sieci. To jest rząd wielkości 150–200 mld zł, jeżeli weźmiemy pod uwagę OSD i OSP, bo te moce, o których powiedziałem, są wydane oczywiście pod warunkiem odpowiedniego rozwoju sieci, który już został zaplanowany albo jest w trakcie realizacji.

Jeżeli chodzi o aspekt wystarczalności mocy, to jest tak zwane rezerwowanie czy backupowanie. Dobrym przykładem są ostatnie dni. Dzisiaj coraz częściej spotykamy się ze zjawiskami suszy klimatycznych, gdzie generacja OZE jest na poziomie kilkuset MW pojedynczych. Nie dawniej jak wczoraj czy przedwczoraj generacja z farm wiatrowych była na poziomie 50 MW z tych 9 tys. To było w szczycie wieczornym, czyli w sposób naturalny generacji fotowoltaicznej nie było. To wszystko musi być skompensowane źródłami konwencjonalnymi. W związku z tym aspekt rezerwowania jest bardzo istotny. To oczywiście może się rozwijać w różnych kierunkach. Może oczywiście być magazynowanie na szeroką skalę, jeżeli będzie dostępne, ale zawsze o tym należy pamiętać i należy dbać o to, żeby te dwa filary – źródła konwencjonalne i źródła OZE – były równomiernie rozwijane, tak żeby komplementarnie dawały możliwość bezpiecznego pokrycia zapotrzebowania odbiorców.

Trzeci element, o którym nie należy zapominać, to jest aspekt szeroko rozumianych usług na rzecz systemu elektroenergetycznego. To jest inercja, to jest regulacja napięć, to jest już taki bardzo techniczny zwrot „moce zwarciowe”. To wszystko musi być zapewnione. Jeżeli odstawiamy generację konwencjonalną, która w sposób naturalny zapewnia nam inercję, musimy ją stworzyć czy zastąpić innymi źródłami, które spowodują, że system będzie ciągle bezpiecznie mógł pracować.

Konkludując, w tej chwili w wymiarze długoterminowym, jeżeli mówimy o integracji albo współpracy źródeł konwencjonalnych ze źródłami OZE w celu zapewnienia miksu,

do którego zmierzamy, to naturalnym czynnikiem ograniczającym dzisiaj integrację jest brak możliwości skonsumowania czy będzie brak możliwości skonsumowania całej generacji, która będzie wytwarzana przez źródła odnawialne. To wynika z tego, że będzie brak strukturalnego popytu. Źródła konwencjonalne mają swoją określoną elastyczność i nie możemy ich całkowicie odstawić, ponieważ kolejne przywołanie do pracy negatywnie wpływa na żywotność, a często nie da się ich w krótkim terminie z powrotem przywrócić do pracy, o czym tutaj była mowa. W związku z tym tworzenie dodatkowego popytu na nadmiarową generację ze źródeł OZE będzie kluczowym wyzwaniem przyszłości. Warunki pracy innych źródeł też stwarzają pewne możliwości, ponieważ czy to nowe źródła, czy istniejące źródła mogą być bardziej elastyczne. Istniejące mogą być elastyczne, to znaczy nowe mogą być w naturalny sposób bardziej elastyczne, a jeżeli chodzi o istniejące, to istnieją pewne rezerwy co do możliwości poprawy ich elastyczności, czy to zmniejszenie minimów technicznych pracy, czy skrócenie czasów uruchomień, czy to zwiększenie możliwości narastania lub obniżania mocy. To są te obszary, w których jesteśmy w stanie uzyskać więcej miejsca dla generacji OZE, a przez to uzyskać niższe ceny energii dla odbiorców i wszystkie efekty związane z tym, co wynika z lepszej integracji OZE w systemie elektroenergetycznym.

Obecnie – i to jest ostatnia rzecz, na którą chciałem zwrócić uwagę – technologie OZE w sensie możliwość ich rozwoju znacznie wyprzedzają technologie zagospodarowania nadwyżek energii, które mogą one wytwarzać. Czyli cała gospodarka wodorowa, czy to lokalnie u odbiorców, czy w postaci magazynów energii, wymaga istotnego doinwestowania w sensie czy to prac koncepcyjnych, czy pilotażowych, czy już instalacji przemysłowych, tak żebyśmy byli w przyszłości – już niedalekiej, bo liczby, o których powiedziałem, to jest 2030 r. – przygotowani na to, żeby z perspektywy odbiorców nie stworzyć kosztu, który będzie nieakceptowalny.

I ostatnia rzecz, o której chciałem powiedzieć, na przykładzie niemieckiego systemu. W tym roku niemieccy operatorzy koszty zarządzania ograniczeniami ze względu na brak możliwości absorpcji energii z OZE, ale nie tylko z OZE, bo generalnie energii z różnych źródeł, w związku z brakiem elastyczności czy brakiem rozwoju sieci, bo tam też jest problem sieci, będą mieli na poziomie szacowanym 10 mld euro. To jest dużo więcej niż nasz plan rozwoju, plan rozwoju PSE. Jeszcze dwa albo trzy lata temu, jak spotykaliśmy się w Senacie na komisji dotyczącej rozwoju OZE, to było 1,3 mld. Tak że taki może być przyrost kosztów, jeżeli w sposób niezrównoważony prowadzimy politykę w dwóch obszarach.

Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję, panie prezesie. Trochę nas pan wystraszył w tym wszystkim.

Wiceprezes zarządu PSE SA Tadeusz Sikorski:

Nie taki był mój cel, przepraszam.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Ale pan chodzi mocno po ziemi, a my słuchamy pana głosu, więc ważne, że takie informacje padają, bo rzeczywiście to są potężne koszty. My dziś odczuwamy, że te moce mamy, mamy tę energię i chcemy produkować, a ona nie jest do końca odbierana, ale też mamy taką sytuację, że mało rzeczy robimy w tym zakresie, żeby uruchamiać choćby te linie bezpośrednie. O tym się mówi od lat. Stowarzyszenia próbują to w jakiś sposób podnosić, dobijać się o to, firmy, przedsiębiorstwa, które chcą tę energię zużywać, też się o to dobijają. Naszym zadaniem jest stworzyć takie możliwości, oczywiście w miarę jakiejś równowagi, o której pan wcześniej mówił. Ale to są działania, wydaje się, takie racjonalne, że trzeba już je podejmować.

Dziękuję panu serdecznie i otwieram dyskusję w tym temacie. Proszę bardzo, czy ktoś chce zabrać głos? Proszę bardzo, pan prezes Onichimowski.

Ekspert Instytutu Obywatelskiego Grzegorz Onichimowski:

Dzień dobry.

Chciałbym troszeczkę uwag, a trochę pytań, bo nie zeszliśmy tu do poziomu poszczególnych jednostek wytwórczych, a może warto byłoby taki generalny komentarz. Bo dzisiaj – nawet się spóźniłem przez to, za co przepraszam – uczestniczyłem w innej konferencji, która mówiła o kompletnie innej stronie energetyki, czyli o termomodernizacji budynków i w ogóle o elastyczności budynków. Tam między innymi były pokazane wyniki dzisiejszego programu „Czyste powietrze”. W ramach tego programu w tej chwili, w ostatnich tygodniach, ponad 60% nowych źródeł ciepła, które są w ramach tego programu, to są pompy ciepła. I widać, że jest to krzywa, która idzie niezwykle do góry, co z punktu widzenia systemu opartego w dużej mierze o odnawialne źródła energii jest i złą wiadomością, i dobrą wiadomością. Złą wiadomością dlatego, że po prostu mocy może brakować, a dobrą wiadomością jest to, że systemy zielonego ciepła są dość elastyczne, jeśli weźmiemy pod uwagę, że magazynowanie ciepła jest znacznie tańsze i można to ciepło magazynować w dłuższych horyzontach niż w przypadku energii elektrycznej. Stąd moje pytanie – czy będziecie proponowali, czy myślicie o takich instrumentach w odniesieniu do rynku mocy, które będą właśnie premiować tego rodzaju źródła? Źródła, które będą dostarczać tę elastyczność w skali może nie całego systemu, ale na przykład poszczególnych sieci dystrybucyjnych, i które będą chociażby wyposażone w te magazyny ciepła, co z punktu widzenia dyspozycyjności takich jednostek znacznie tę dyspozycyjność podnosi. To dla tych osób, które może nie są z tym na co dzień, po prostu one nie produkują tak jak dzisiaj, że elektrociepłownia produkuje ciepło wtedy, kiedy jest potrzebne ciepło, a będzie produkować wtedy, kiedy jest potrzebna energia elektryczna, tylko ciepło będą przechowywać. Więc to jakby taki pierwszy aspekt, czy są jakieś prace, które w tym kierunku idą, czyli w kierunku bardziej rozproszonych źródeł gazowych i z możliwością przechowywania tego ciepła. Bo moim zdaniem z tym wodorem to jeszcze poczekamy, a ciepło to jest nisko wiszący owoc i można próbować go w miarę szybko zrywać. To pierwsze pytanie.

A drugie pytanie – czy w ogóle obserwujecie, czy ktoś się podjął jakiejś rozmowy, chociażby wstępnej, co do tych dużych jednostek gazowych, które były w planie i już były w aukcjach? Czy są być może jakieś plany rewizji tego rodzaju inwestycji w świetle tego, że raczej trudno się spodziewać, żeby na rynku gazu nastąpił jakiś gwałtowny zwrot i żeby gaz zaczął nam tanieć.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo.

Proszę ewentualnie o odpowiedź.

Wiceprezes zarządu PSE SA Tadeusz Sikorski:

Jeżeli mogę, odniosę się do pierwszego pytania. Pełna zgoda, że ciepło łatwo magazynować, trudniej przesyłać. Energię elektryczną odwrotnie. Tak że tutaj ten potencjał jest. Co do zasady – i taka była filozofia, jak też fundament wdrażania rynku mocy – rynek mocy miał być neutralny technologicznie, a o tym, w jaką technologię wchodzimy, miał decydować krótkoterminowy rynek usług systemowych. Czyli wytwórca powinien zważyć, ile jest w stanie zarobić na usługach systemowych, wziąć to pod uwagę i na rynku mocy odpowiednio budować czy budować odpowiednie technologie. Po tym, co się wydarzyło w Europie, prawdopodobnie ten paradygmat legnie i zaczniemy najprawdopodobniej rozmawiać o rynku mocy, który będzie jednak dedykowany określonym technologiom, zwłaszcza że to, w co mocno wierzyliśmy do tej pory – albo wierzyła Komisja Europejska – że elastyczność powstanie po stronie odbiorców, nie materializuje się w tej chwili. I jeżeli to się nie zmaterializuje, czyli nie zmaterializuje się zapotrzebowanie, które podąża za generacją, to będziemy musieli bardzo dużo inwestować w elastyczność. I to najprawdopodobniej będzie istotny temat w najbliższych miesiącach, jeżeli nie tygodniach do dyskusji.

Jeżeli chodzi o drugie pytanie, to ponieważ leży to czysto w gestii inwestorów, to nie potrafię odpowiedzieć na to pytanie.

Dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo panu prezesowi.

Proszę państwa, tak jak na początku mówiliśmy, dzisiaj do tego tematu odniosą się również państwo ministrowie. W tej chwili już nie chcę przedłużać, więc proszę państwa ministrów o syntetyczne podejście do państwa informacji. Tę informację dostaliśmy na piśmie, więc będziemy mogli to rozwinąć. Ale główne kwestie, które się przewijały, gdybyście je państwo podkreślili ze swojej strony, to, co wyłapaliście w ramach prezentacji i z tego, jakie pytania padały ze strony dyskutantów przedstawiających ewentualnie dany problem. Proszę panią minister Małgorzatę Jarosińską-Jedynak z Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej. Kontynuujemy nasz temat planowanych działań rządu w zakresie realizacji inwestycji nowych mocy. I oczywiście w odniesieniu do tych środków unijnych, które są, których nie ma, które mogą napłynąć. Kiedy mogą – to już nie odpowiadajmy, bo to od nas dzisiaj tu, na tej sali, nie zależy.

Dziękuję.

Sekretarz stanu w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej Małgorzata Jarosińska-Jedynak:

Dziękuję bardzo, panie przewodniczący.

Może zaproponuję, aby pan minister klimatu w pierwszej kolejności się wypowiedział, a ja później uzupełnię o środki europejskie.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo.

Jeśli pan minister przyjmie taką propozycję pani minister, to bardzo proszę.

Podsekretarz stanu w MKiŚ Adam Guibourgé-Czetwertyński:

Myślałem, że już za dużo mówiłem i dlatego pan przewodniczący mi nie udzielił głosu. Ale właściwie to ja już, odpowiadając na wcześniejsze pytania, naprawdę myślę, że przedstawiłem większość rzeczy, które się znajdują w tej informacji. Tylko kilka dodatkowych elementów chciałem podkreślić. Po pierwsze, jeżeli chodzi o ścisłość, to szczerze mówiąc, temat, w sprawie którego pan przewodniczący nas poprosił o informację, czyli działania w zakresie realizacji inwestycji w nowe moce i rola środków unijnych, to można by powiedzieć dosyć przewrotnie, że rola środków unijnych jest mocno ograniczona w tym zakresie, bo Unia Europejska nie finansuje paliw kopalnych, nie finansuje jądrówki, więc właściwie to wspiera głównie OZE. Dla pozostałych jednostek, które też mają kluczową rolę czy w okresie przejściowym dla uzupełnienia mocy OZE, jeżeli myślę o istniejących źródłach opartych na paliwach kopalnych, czy w dalszej przyszłości, jeżeli chodzi też o atom, czy też rolę szerszą niż samo dostarczanie i sama moc – to jest to, o czym mówił też pan prezes Sikorski, że nie powinniśmy zapominać, że sieć to jest nie tylko moc, ale to jest też cały szereg innych parametrów, które musimy utrzymywać. Utrzymywanie stabilnej pracy sieci oczywiście się komplikuje przy samych źródłach rozproszonych, niedyspozycyjnych, jak OZE. Tutaj więc jest dużo większa rola środków krajowych, instrumentów wsparcia na poziomie krajowym. Jakie jest nasze podejście, to widać, myślę, najlepiej w przypadku offshore, dla którego ten system już został mniej więcej stworzony. W przypadku innych technologii praca jest jeszcze w toku, ale w kontekście offshore podkreślę, że tworzymy warunki, żeby inwestorzy mogli się finansować na rynku, dając de facto kontrakt różnicowy dla offshore, dzięki czemu te inwestycje mogą powstać w samym wytwarzaniu, a z drugiej strony też wspieramy – i tutaj do tego celu używamy środków unijnych – rozwój potrzebnej infrastruktury, czy to jest infrastruktura potrzebna do samych inwestycji, na przykład inwestycje w portach pod offshore, czy też infrastruktura sieciowa, czy magazynowanie energii, to są kolejne kierunki naszego wsparcia.

Mówiłem wcześniej, że dokładne liczby, jeżeli chodzi o plany, są w informacji, którą przesłaliśmy. W tej zaktualizowanej wersji naszej polityki energetycznej pracujemy, tak jak powiedziałem, nad ograniczeniem roli gazu, nad przyspieszeniem inwestycji w OZE, znaczącym przyspieszeniem w porównaniu z tym, co mieliśmy dotychczas. Tak jak powiedział pan prezes, możemy się pewnie zbliżać do poziomu, w którym co druga kilowatogodzina będzie pochodziła z OZE w 2030 r. To jest mniej więcej 50 GW mocy zainstalowanej, to jest drugi system energetyczny, tak jak dzisiaj istnieje. Głównie w fotowoltaice, bo pewnie połowa tej mocy jest w fotowoltaice, więc siłą rzeczy źródło,

które pracuje w ograniczonym wymiarze. Ale też dzięki rozwojowi farm wiatrowych na lądzie, gdzie antycypujemy, że ta ilość mocy zainstalowanej może się jeszcze podwoić, i na morzu, gdzie antycypujemy blisko 6 GW mocy zainstalowanej. Oprócz tego kilka GW pewnie w biogazowniach czy moce biomasy oraz hydroenergetyka. Łącznie, tak jak powiedziałem, prawie 50 GW.

Jeżeli chodzi o kwestie ilości środków, to zostawię to pani minister Jarosińskiej, natomiast podkreślę jeszcze jedną rzecz, jeżeli chodzi o nasze myślenie w programowaniu wydatkowania środków. Oprócz tego, co mówiłem o wsparciu poszczególnych technologii, tworząc system, który pozwala inwestorom finansować się na rynku dla wytwarzania, a też wspierając rozwój infrastruktury środkami publicznymi, też w naszych działaniach będziemy wspierać produkcję urządzeń, komponentów, które są potrzebne do tego procesu transformacji czy są potrzebne do produkcji energii z OZE, czy to są magazyny energii, baterie, czy pojazdy, od rowerów elektrycznych po autobusy elektryczne, tak żeby polska gospodarka też się rozwijała dzięki temu, czy pompy ciepła, o której pan prezes Onichimowski wspomniał – to są właśnie takie kierunki rozwoju, które pozwolą polskim przedsiębiorcom skorzystać z tych programów wsparcia na rozwój, na zwiększony popyt, na panele fotowoltaiczne na przykład i magazyny przydomowe. Tak więc w wielkim skrócie, ale z przyjemnością odpowiem na pytania.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję, panie ministrze.

Cieszy zwłaszcza to, że państwo nie mówicie tylko: będziemy rozdawać pieniądze na budowę farm wiatrowych, fotowoltaikę, ale mówicie: zainwestujemy również pieniądze w przedsiębiorstwa, które będą produkować te panele i te pompy ciepła w Polsce. Liczę na to, że na Śląsku będzie boom gospodarczy w tym zakresie i uda nam się w ramach tej transformacji przejąć te gałęzie przemysłu i tam w polikwidowanych kopalniach czy niektórych elektrowniach węglowych ten przemysł rozwinąć.

Pani minister, prosimy o cyfry. Pieniądze są bardzo ważne, ale to nie wszystko, żeby je umiejętnie wydawać, trzeba wiedzieć gdzie i skąd mają pochodzić. Bardzo prosimy króciutko, syntetycznie. Będziemy wdzięczni. Dziękuję. Proszę uprzejmie.

Sekretarz stanu w MFiPR Małgorzata Jarosińska-Jedynak:

Dziękuję bardzo, panie przewodniczący.

Szanowni państwo, rzeczywiście, tak jak powiedział pan minister, kwestie dotyczące wsparcia w ramach środków polityki spójności, ale również „Krajowego planu odbudowy", są ukierunkowane na inwestycje związane z rozwojem odnawialnych źródeł energii i wsparcie dla paliw kopalnych jest bardzo mocno ograniczone w perspektywie finansowej 2021–2027. To, co my projektowaliśmy w ramach wsparcia inwestycyjnego, infrastrukturalnego, jest również powiązane i przyczynia się do realizacji tych założeń, które zostały wskazane w polityce energetycznej państwa do roku 2040. Na tym też opieraliśmy się, projektując programy wdrażające politykę spójności. Do tych przedsięwzięć, o których już wspominaliśmy, które będą finansowane ze środków europejskich, należy zaliczyć przede wszystkim tę rozbudowę istniejących instalacji, ale również magazynowanie energii ze wszystkich rodzajów źródeł energii instalacji hybrydowej, infrastrukturę towarzyszącą, czyli właśnie magazyny energii z OZE, ale również kwestie związane z finansowaniem sieci do odbioru energii oraz paliw z OZE czy też opracowywanie nowych technologii w tych właśnie obszarach.

Jeżeli chodzi o środki, które mamy do dyspozycji, to przede wszystkim z poziomu krajowego te środki będą płynąć z trzech programów krajowych. Pierwszy program, czyli fundusze europejskie na infrastrukturę, klimat i środowisko – największy program z budżetem w całej UE, 24 mld euro, 6,1 mld euro środków przeznaczonych właśnie na działania związane z efektywnością energetyczną, ze wsparciem produkcji z odnawialnych źródeł energii czy infrastruktury. Kolejny program to fundusze europejskie na nowoczesną gospodarkę, 800 mln euro środków przeznaczonych właśnie na te działania związane z OZE. Fundusze europejskie dla Polski Wschodniej – 120 mln euro. W ramach szesnastu regionalnych programów operacyjnych zarządzanych przez marszałków województw – 3,4 mld euro przeznaczone na działania związane z efektyw-

nością energetyczną i OZE. Do tego należy dołożyć środki, które zostały przewidziane w ramach „Krajowego planu odbudowy". O tym, jakie inwestycje w którym programie, szczegółowo przekazaliśmy tę informację w materiale, więc można do niej sięgnąć, ale generalnie cały czas obracamy się w kwestiach związanych z energetyką.

Natomiast jeżeli chodzi o „Krajowy plan odbudowy", to myślę, że warto tutaj wspomnieć o 5,5 mld euro, które zostały przeznaczone w formie dotacji, i 3,75 mld euro w postaci pożyczek właśnie na działania związane czy to z inwestycjami w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych, technologie wodorowe, inwestycje w technologie wodorowe, instalacje odnawialnych źródeł energii czy budowa morskich farm wiatrowych. Ten komponent jest w „Krajowym planie odbudowy". Nie ma go w programach krajowych w ramach polityki spójności. Tu więc około 1500 MW mocy, które powstanie w ramach farm wiatrowych ze środków KPO. Szczegółowo jest to w materiale. Jeżeli są pytania, to postaramy się udzielić na nie odpowiedzi, a tak syntetycznie to właśnie tak to wygląda.

Dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję za merytoryczne i sprawne wprowadzenie nas w temat.

Otwieram dyskusję. Proszę bardzo, pan poseł Nowak.

Poseł Tomasz Piotr Nowak (KO):

Panie ministrze, może zacznijmy tutaj – jedno krótkie pytanie. Bo mamy dokument i mamy pozycję szóstą. Przewiduje się system „energetyka jądrowa". I mamy taką oto sytuację, że w polityce energetycznej do 2040 r., która teraz funkcjonuje, mamy dwie elektrownie atomowe. Pamiętamy jednocześnie, że aby elektrownia atomowa była opłacalna, żeby ktokolwiek do niej przystąpił do pracy, musi pracować w systemie cały czas. To znaczy ileś tam lat, minus tylko czasy na remonty. Teraz nagle pojawia się trzecia elektrownia atomowa jako propozycja w Pątnowie, i ona może być tylko elektrownią – tak przynajmniej jest – z poparciem rządu, ale tak naprawdę finansowana z innych źródeł niż źródła rządowe. Powstaje pytanie o to, czy rząd zagwarantuje tej elektrowni stabilny odbiór energii przez cały czas, czyli czy ona będzie również pracowała w systemie. Odpowiedź na to pytanie wiąże się niestety z odpowiedzią, która musi zapaść już teraz, a my, jak widzimy, politykę energetyczną dopiero będziemy aktualizować. Pierwsza propozycja pojawi się w drugiej połowie 2023 r., jak pan zapowiada. Czyli na jakiej podstawie mogą teraz podjąć tak poważną decyzję inwestycyjną – a takie jest zobowiązanie, że ta decyzja zapadnie do końca roku – inwestorzy? W tym wypadku PGE, Koreańczycy i Solorz. Czy będą gwarancje rządowe na stabilną pracę? To pierwsze.

Przy całym dzisiejszym oglądzie wszystkich symulacji, tego wszystkiego – niestety jest to pesymistyczny obraz, bo my tak naprawdę również w tych symulacjach z PSE nie wiemy, jaka będzie generacja nowych źródeł rynku mocy, nie wiemy, co będzie w podstawie, nie wiemy, jak będzie zabezpieczony ubytek 10 tys. MW od roku 2025. W tej chwili więcej nie wiemy, niż wiemy. To jest obiektywne. Nie mam tu jakichś formalnych zarzutów, ale w pewnym momencie musimy przystąpić do jakiejś szybszej odpowiedzi na to, co będzie później. Stąd też taki szczegół o energetykę jądrową.

Do pani minister pytanie. Pewnie pani potwierdzi, że Fundusz Sprawiedliwej Transformacji nie jest poddany warunkowości – i w związku z tym kiedy fizycznie startuje program? Kiedy możemy ruszyć w tych poszczególnych regionach i aplikować o środki? I pytanie, co z KPO, pani minister.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję bardzo.

Proszę uprzejmie, pan minister, pani minister.

Podsekretarz stanu w MKiŚ Adam Guibourgé-Czetwertyński:

Może zacznę z pracą bloków w systemie. Myślę, że w jakimś sensie to pytanie nawiązuje do tego, co podkreślił pan prezes Sikorski w swojej wypowiedzi. Myślę, że to jest rzeczywiście problem, który widzimy, że się dzisiaj rysuje w systemie przy zmianach, które obserwujemy, i rosnącej ilości źródeł niesterowalnych w systemie. Widzimy w całej Europie ten

problem. To jest kwestia adekwatności mocy i możliwości odpowiedzi naszych systemów energetycznych na zapotrzebowanie w każdym momencie, niezależnie od warunków pogodowych, która tłumaczy też potrzebę nowego, dużego, stabilnego źródła. Równolegle widzimy – o tym mniej dzisiaj mówiliśmy – że w wielu sektorach rozwiązaniem czy sposobem na redukcję emisji będzie elektryfikacja. Widać to w wielu sektorach przemysłowych, na przykład produkcja różnych metali, które się przerzucają na huty elektryczne, to jest widoczne w transporcie, to widać też w produkcji paliw. Widać, że coraz większa ilość podmiotów zależnych od prądu będzie potrzebna w gospodarce. To więc jest też tym, co tłumaczy, dlaczego jest zainteresowanie energią elektryczną i dlaczego jest gotowość pewnych inwestorów prywatnych do inwestycji w takie źródła.

Widać też to – i to jest ostatnia rzecz w tym zakresie – że jest duże zainteresowanie prywatnych inwestorów, generalnie przemysłu inwestycjami w tego typu źródła, bo widzą, że są w stanie być głównym odbiorcą tych źródeł. To oczywiście pod kątem ryzyka biznesowego i odbioru energii elektrycznej zabezpiecza te inwestycje i ułatwia ich finansowanie – i dlatego to nie jest też zadziwiające, że się pojawiają w tej chwili takie projekty.

Teraz nie mieliśmy w ministerstwie szczegółowych rozmów na temat, tak jak pan poseł wspomniał, jakichś gwarancji dla funkcjonowania tych bloków. Myślę, że to można tłumaczyć częściowo tymi okolicznościami, o których wcześniej wspomniałem. Ale jeżeli się takie pojawią, to oczywiście będziemy rozmawiać. Jedno jeszcze może zastrzeżenie w tym kontekście to jest to, że to, co jesteśmy w stanie jako rząd zrobić, musi się wpisać w funkcjonowanie rynku energii elektrycznej na poziomie unijnym. Dlatego też niezmiernie ważne będą zasady funkcjonowania, które zostaną ustalone w przyszłym roku. Komisja Europejska zapowiada rewizję zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej i to oczywiście może mieć wpływ na to, jak pewna jest praca dużych źródeł w docelowym systemie energetycznym.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję serdecznie.

Pani minister.

Sekretarz stanu w MFiPR Małgorzata Jarosińska-Jedynak:

Dziękuję bardzo.

Panie przewodniczący, szanowni państwo, Fundusz Sprawiedliwej Transformacji nie jest odrębnym programem. Nie ma programu dla Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. Te środki, które mamy do dyspozycji w ramach tego funduszu – 3,7 mld euro – w całości zostały rozdysponowane do pięciu regionów, do programów regionalnych. Tam jest osobna oś priorytetowa dla FST i jest on elementem programu regionalnego. Wszystkie programy regionalne zostały przekazane do Komisji Europejskiej w okolicach 24 października. W tej chwili poszczególne regiony otrzymują decyzje zatwierdzające programy od Komisji Europejskiej. Wszystkie decyzje powinny być wydane do końca roku. Po uzyskaniu takiej decyzji i zatwierdzeniu kryteriów wyboru projektów poszczególne regiony, poszczególne urzędy marszałkowskie jako instytucje zarządzające będą mogły ogłaszać konkursy i wybierać projekty do dofinansowania w ramach FST. Przypomnę tylko, że największym beneficjentem FST jest województwo śląskie z budżetem ponad 2 mld euro. Pozostałe regiony – Dolny Śląsk, Wielkopolska, Małopolska i województwo łódzkie – w mniejszym zakresie alokacji dysponują programami i wszystko, również wydatkowanie i inwestowanie tych środków, opiera się na terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji, które są elementem programu regionalnego i również były w tej chwili negocjowane z Komisją Europejską. Zakładam więc, że po zatwierdzeniu kryteriów, w momencie kiedy regiony będą gotowe, będą ogłaszać pierwsze nabory konkursów. My zakładamy i liczymy na to, że będzie to pierwsza połowa przyszłego roku, aczkolwiek wszystko zależy od tempa powoływania komitetów monitorujących i przyjmowania kryteriów wyboru.

Jeżeli chodzi o kwestie związane z „Krajowym planem odbudowy”, jesteśmy w tej chwili, szanowni państwo, na etapie, kiedy razem z Komisją Europejską ustalamy i podpisujemy ostatni już dokument, który formalnie będzie nam pozwalał na złoże-

nie wniosku o płatność, czyli ustalenia operacyjne. Pozostało nam złożenie podpisów pod tym dokumentem ministra właściwego do spraw rozwoju regionalnego i komisarza ze strony Komisji Europejskiej. Myślę, że będzie to miało miejsce w przeciągu najbliższego tygodnia, dwóch. Wszystko też zależy od strony Komisji Europejskiej, jak szybko będzie w stanie ten podpis uzyskać, ponieważ po naszej stronie to nastąpi bardzo szybko – i wtedy będziemy mogli złożyć pierwszy wniosek o płatność na tak naprawdę 4 mld euro. Taki jest plan złożenia wniosku o płatność. Ale inwestycje, które zostały wskazane w ramach „Krajowego planu odbudowy", cały czas są realizowane, jak chociażby program „Czyste powietrze", który będzie również finansowany w ramach KPO. Jest on cały czas na bieżąco realizowany ze środków budżetu państwa, a później będzie po prostu finansowanie tych wydatków, które zostaną poniesione.

Dziękuję.

Przewodniczący poseł Krzysztof Gadowski (KO):

Dziękuję serdecznie pani minister.

Zamykam już dyskusję wokół naszych tematów. Nie ukrywam, że ramy czasowe trochę nam się rozjechały. Pani minister, zapewne wrócimy jeszcze do tematu FST. Dzisiaj chcieliśmy mówić o rynku mocy, o tym, jakie mamy zabezpieczenie, jak jesteśmy przygotowani, żeby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. Chciałem serdecznie podziękować wszystkim zabierającym głos, przede wszystkim państwu ministrom, jak i prezesom i tym, którzy przedstawili prezentacje. Dziękuję za syntetyczne i merytoryczne podejście do tematu i ogrom wiedzy, ogrom materiałów, z którymi pewnie jeszcze będziemy indywidualnie dyskutować wewnętrznie i ewentualnie będziemy prosić o dosłanie czegoś, co nam gdzieś umknęło. Serdecznie państwu dziękuję za takie podejście do tematu, do problemu. Łączy nas jedno – bezpieczeństwo energetyczne Polski. A wracając do tego, że nic nie wiemy, to tak to jest: im wiemy więcej, tym bardziej możemy powiedzieć, że prawie nic nie wiemy. To się sprawdza i dążmy do tego, żeby tej wiedzy było jak najwięcej. Dziękuję bardzo. Miłego popołudnia.

Zamykam posiedzenie.